

Chondrites, Teichichnus, Asterosoma, Schaucylindrichnus, распространенных в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна [2]. Постоянно в керне присутствует разноразмерный раковинный детрит и створки раковин, сложенных кальцитом, иногда с включениями фосфатного вещества. В кровельной части породы обогащены кальцитом, слагающим карбонатный цемент, в них отмечается примесь глауконита, рассеянная сыпь и микроконкреционные стяжения пирита; пятна, сгустки и примазки фосфатов.

Широкое площадное распространение песчаников по площади и в разрезах скважин и генетические признаки песчаных пород (преобладающий волнистый тип слоистости, раковинный детрит, широко проявленная и разнообразная по типу биотурбация, присутствие растительного детрита) свидетельствуют о мелководно-морском режиме седиментации и о накоплении песчаного материала в пределах прибрежной полосы моря. Песчаный материал осаждался в относительно стабильной обстановке осадконакопления, без частых изменений гидродинамических режимов седиментации. С течением времени происходило углубление бассейна и удаление области осадкообразования от береговой линии, о чем свидетельствует характер вторичной минерализации, проявленной в кровельной части пласта: увеличение карбонатов, пирита и фосфатного материала.

Микроскопическим петрографическим анализом установлено, что в составе породообразующих компонентов песчаных коллекторов преобладает кварц и полевые шпаты (ортоклаз, микроклин, альбит), реже встречаются обломки пород (кварцитов, кремней, эффузивов, пегматитов, сланцев). По соотношению кварца (52,56%); полевых шпатов (30,39%) и обломков пород (17,05%) песчаники относятся к граувакковым аркозам. Второстепенные минералы в них представлены хлоритом и слюдами (мусковитом и биотитом). Цемент глинистый (состоит из неразделенного глинистого материала, каолинита, гидрослюд и хлорита), иногда карбонатный (кальцитовый и сидеритовый), в кровле появляется фосфатный и пиритовый цементы. В составе глинистого цемента, по данным РФА, преобладают каолинит (около 70%) и гидрослюда (20%), меньшая доля (10%) приходится на хлорит, отмечается незначительная примесь смешаннослойных образований.

Коллекторы относятся к поровому типу, по классификации А.А. Ханина, к IV и V классам с пониженной характеристикой по емкости и проницаемости. Пустотное пространство них сформировано межзерновыми порами, внутризерновыми порами в полевых шпатах и эффузивных, микропорами в каолининовом цементе. Уменьшению первичного порового пространства способствовало уплотнение обломков при катагенезе и пластическая деформация слюд и хлорита, запечатывающих поры между обломочными зернами; регенерация кварцевых зерен; кальцитовая, сидеритовая и пиритовая цементация обломков; в кровле – глауконит и фосфаты.

Нефтяное вещество, отмечается в шлифах в виде бурых пленок и примазок в межзерновых и внутризерновых порах, на поверхности обломочных зерен и в микропорах каолининового цемента.

#### Литература

1. Геологическое моделирование горизонта Ю<sub>1</sub> Томской области / под ред. К.Е. Закревского. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. – 154 с.
2. Ян. П.А., Вакуленко Л.Г. Смена состава ихнофоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1517 – 1537.
3. Trask P.D. Origin and environment of source sediments of petroleum. – Houston: Gulf. Publ. Co., 1932. – 281 p.

### ТИПИЗАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА КАК ОДИН ИЗ ВАЖНЫХ ЭТАПОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Липихина Е.Ю.<sup>1</sup>

Научные руководители: доцент Л.А. Краснощекова<sup>1</sup>, главный специалист О.В. Яковенко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

На сегодняшний день можно наблюдать активный рост объемов поисково-разведочных работ на палеозойские нефтепродуктивные объекты, как в Западной Сибири, так и в других нефтегазоносных провинциях Российской Федерации. Больше всего нефтяных месторождений палеозойского возраста открыто в Томской области. В регионе получен наиболее значительный опыт по поиску и разработке доюрского комплекса в России. Несмотря на это, многие вопросы нефтегазоносности палеозоя остаются не полностью изученными и нерешенными.

Цель данной работы заключается в проведении анализа особенностей геологического моделирования палеозойских карбонатных и трещинных резервуаров на примере Калинового месторождения.

В административном отношении Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в промышленно-экономическом отношении находится в Пудинском нефтегазоносном районе, который входит в состав Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3]. На изучаемой площади установлена нефтегазоносность юрского и доюрского комплекса, но объектом исследований в данной работе являются палеозойские толщи.

В палеозойском комплексе выделяют кору выветривания (пласт М) и коренной палеозой (пласт М<sub>1</sub>). Породы доюрского комплекса представлены толщей глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород девон-карбонного возраста и развитыми по ним в различной степени выветрелыми глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания [2]. Отложения коры выветривания по палеозойским породам распространены почти повсеместно и имеют вторичное происхождение. Характеризуются непостоянным литологическим составом и,

как следствие, невыдержанными по площади фильтрационно-емкостными свойствами. Коллектор пластов М-М<sub>1</sub> имеет сложное строение пустотного пространства, обусловленное процессами образования пород и постседиментационными преобразованиями. Отличительной особенностью пород является их сильная раздробленность многочисленными трещинами, разноориентированными, различными по мощности, морфологии и характеру заполнения.

Очень часто при создании 3Д геологических моделей при моделировании карбонатных и трещинных резервуаров (КиТР) возникают нерешенные проблемы, которые оказывают значительное влияние на рентабельность разведки и разработки месторождений. Основными трудностями при геологическом моделировании являются [1]:

- изменения проницаемости, которая может варьироваться на 3-4 порядка для данной пористости;
- сложность и разнообразие формы пор, многомодальность распределения размеров пор;
- сложная система распределения и взаимоотношения пор, каверн и трещин;
- быстрые и плохо предсказуемые изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали и

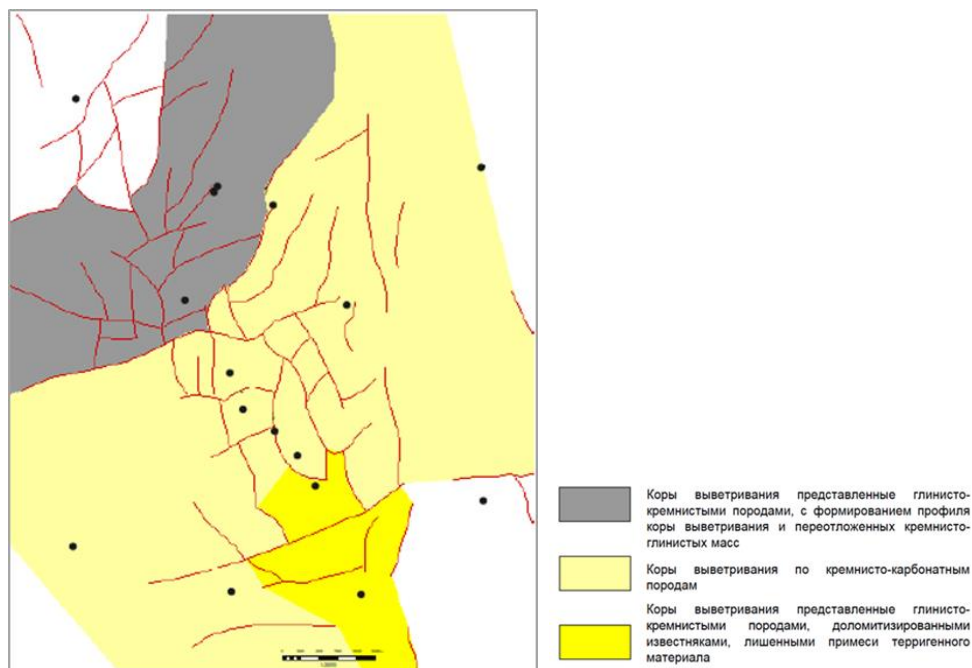
вертикали;

- нелинейная связь пористости и проницаемости или ее отсутствие;
- сложность определения литологии и ФЕС в скважинах, проблематичность прогноза литологии и ФЕС в межскважинном пространстве;
- наложение диагенетических (вторичных) процессов;
- сложность архитектуры строения резервуаров (зачастую невозможно уверенно коррелировать пласты, как по данным керна и ГИС, так и по материалам сейсморазведки).

Именно поэтому актуальным является вопрос корректного построения геологической модели с максимально возможным учетом пространственной неоднородности карбонатных и трещинных резервуаров, что является одним из важнейших факторов повышения эффективности технологического и экономического извлечения углеводородов из палеозойских объектов.

При построении 3Д геологической модели КиТР в алгоритм работ необходимо включать дополнительный этап типизации горных пород, который следует перед переносом данных ГИС на ячейки структурного каркаса. Типизация горных пород чрезвычайно важна при распространении в модели свойств коллектора (пористость, проницаемость, водонасыщенность и литология) в тех случаях, когда выделенные литотипы значительно отличаются по этим свойствам. Типизация может выполняться различными методами. Разделяют породы по генезису, составу, текстурно-структурным особенностям, морфологии порового пространства и прочим свойствам в зависимости от имеющихся исходных данных. Важно, чтобы принцип выделения типов пород имел простые и геологически объяснимые закономерности пространственного распределения.

Для палеозойского комплекса Калиновского месторождения была построена блоково-разломная модель, при этом пористость и нефтенасыщенность для каждого блока определялись отдельно и варьируются в широких пределах, помимо этого, в каждом блоке заданы разные отметки ВНК, и блоки резко отличаются по значениям эффективных толщин. В результате сбора, анализа и обобщения исходных геолого-геофизических и литологических (описание керна) материалов, с учетом имеющейся блоково-разломной модели было выделено три литотипа пород и построена карта, представленная на рисунке.



**Рис. Карта распределения литотипов горных пород Калиновского месторождения**

Полученная карта типизации горных пород легла в основу 3Д геологической модели Калинового месторождения. Для детализации модели проводилось осреднение, при этом распространение свойств в межскважинном пространстве осуществлялось не по всему лицензионному участку, а отдельно по каждой выделенной зоне. Таким образом, на основе имеющихся в АО «ТомскНИПИнефть» данных была построена карта литотипов пород Калинового месторождения и введен дополнительный этап в алгоритм геологического моделирования карбонатных и трещинных резервуаров, который позволил повысить достоверность прогноза распространения фильтрационно-емкостных свойств в геологической модели.

#### Литература

1. Закревский К.Е., Кундин А.С. Особенности геологического 3Д моделирования карбонатных и трещинных резервуаров. – М.: ООО «Белый Ветер», 2016. – 404 с.
2. Нефтегазоперспективные объекты палеозоя Западной Сибири, сейсмогеологические модели эталонных месторождений / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин и др. // Геология нефти и газа, 2018. – №4. – С. 5 – 15.
3. Липихина Е.Ю. Литолого-минералогические особенности девонских нефтепродуктивных отложений Калинового нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область): Труды XXIV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, Томск, 2020. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020 – Т. 1. – С. 210 – 211.

### **ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШЕК НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ГРУШЕВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Лобес Д.С.**

Научный руководитель - доцент Г.Ф. Ильина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Объектом исследования являются ачимовские отложения нижнемелового комплекса, вскрытые в разрезах скважин Грушевого нефтяного месторождения. Месторождение Грушевое в геологическом отношении имеет весьма интересное строение, чем и привлекает научный интерес.

Отложения представляют собой неструктурные ловушки – «клиноформы», которые на других соседних площадях содержат залежи углеводородов. Нестандартные формы залегания терригенных пород охватывают не весь разрез, а лишь только подошвенную часть отложений неокома (ачимовская пачка).

В административном отношении Грушевое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области, в тектоническом плане приурочено к северной части Черемшанского куполовидного поднятия, выделенного в южной части Колтогорского мегапрогиба, а также в непосредственной близости от зоны сочленения Каймысовского свода с Нижневартовским сводом [1].

Основным объектом разработки на данном месторождении являются верхнеюрские отложения васюганской свиты – горизонт Ю<sub>1</sub> (с песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), сложенные мелкозернистыми песчаниками с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. Высокоперспективные отложения ачимовской пачки пласта Б<sub>18</sub> раннемелового возраста также могут стать объектом разработки, так как из этого пласта на близрасположенном Столбовом месторождении был получен приток нефти. Представлена ачимовская пачка песчано-алевролитовыми породами, разделенными прослоями плотных аргиллитов.

Происхождение отложений ачимовской пачки связано с подводными течениями мутьевых потоков, в ходе деятельности которых распределялся и осаждался материал от илового до песчаного состава [2].

Несмотря на активное изучение и разработку нижнемелового комплекса в Западной Сибири, в Томской области особого внимания к этим отложениям не уделялось. Продуктивные верхнеюрские отложения, до настоящего времени являющиеся основным объектом разработки, на многих месторождениях находятся на третьей стадии выработки. Поэтому необходимо изучать новые горизонты, уделять внимание отбору керн в толщах, ранее считавшихся неперспективными.

Целью исследования является изучение клиноформного строения нижнего мела в разрезах 18 пробуренных скважин на Грушевом месторождении и выявление перспективных зон накопления углеводородов. В задачи исследовательской работы входило: выявление закономерностей строения и распространения пластов ачимовской пачки в разрезах скважин Грушевого месторождения.

Для решения поставленных задач проведены работы по составлению карты толщины куломзинской свиты, структурных карт по кровле баженовской и куломзинской свит, а также геологических профилей по скважинам, в разрезе которых наиболее вероятно выявление клиноформного строения пластов.

Построенные в программе Surfer по данным бурения структурные карты по кровле баженовской и куломзинской свит отображают разную рисовку структурных планов (рис. 1 и 2), что говорит о разных палеогеографических условиях формирования осадочных пород в раннемеловое время.